



NVE

Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

Infoskriv RME-Ø 1/2022: Om beregning av inntektsramme og kostnadsnorm for 2021

Dette infoskrivet forklarer hvordan inntektsrammen og kostnadsgrunnlaget blir beregnet for 2021. Vi beskriver også beregning av referanserente, kraftpris og KPI.

Innhold

1.	Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2021	2
1.1.	Re-beregning av inntektsramme for 2019	2
1.2.	USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag	2
1.3.	Rammevilkårskorrigerings i regionalnett.....	2
2.	Om beregning av inntektsramme.....	3
3.	Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2021	4
3.1	Referanserente for 2021	4
3.1.1	Inflasjon.....	4
3.1.2	Swaprente	4
3.1.3	Kreditrisikopremie	4
3.1.4	Skattesats	4
3.1.5	Referanserente - 2021	4
3.1.6	Referanserente – oppdatert estimat for 2020.....	4
3.2	Referansepris på kraft for 2021	5
3.3	Systempris for 2019.....	6
3.4	KPI-justering	6
3.4.1	KPI lønn	Feil! Bokmerke er ikke definert.
3.4.2	KPI	Feil! Bokmerke er ikke definert.
4.	Om beregning av kostnadsnormen (K^*)	7
4.1	Faktoranalyse – for beregning av geografi-indekser i trinn 2	8
4.2	Trinn 2 – Beregning av koeffisienter.....	9
4.3	Alternativ beregning av kostnadsnorm.....	10
4.3.1	Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA.....	10
4.3.2	Selskaper som evalueres i egen modell	11
4.3.3	Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper	11
5.	Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik	12



1. Særlige merknader til beregning av inntektsrammer for 2021

1.1. Re-beregning av inntektsramme for 2019

Vi har inkludert et tillegg eller fratrukk i inntektsrammen for 2021 som følge av en ny beregning av inntektsrammen for 2019. Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-6, skal vi omgjøre enkeltvedtak om inntektsramme for 2019 dersom det var feil i datagrunnlaget. Dette gjør vi i form av en korleksjon i enkeltvedtak om inntektsramme det andre påfølgende inntektsrammeåret, i dette tilfellet inntektsramme for 2021. Grunnlaget og resultatet fra disse beregningene er publisert på nettsiden vår, sammen med vedtak om inntektsramme for 2021.

1.2. USLA inngår ikke lenger i selskapenes kostnadsgrunnlag

Fra inntektsrammen 2020, skal ikke lenger USLA påvirke selskapenes inntektsrammer (les mer i [RME-rapport 1/2019](#)). Det vil si at vi holder USLA utenfor kostnadsgrunnlaget og utenfor totalkostnaden som inngår i de sammenlignende analysene.

USLA er derimot inkludert i grunnlagsdata som en egen kolonne. Dette er kun av regneteknisk betydning: USLA-beløpet skal inngå i datagrunnlaget for 2019-inntektsrammene, som også inngår som del av beregningen av inntektsrammer for 2021.

1.3. Rammevilkårskorrigerer i regionalnett

I trinn 2 i kostnadsnormmodellen for regionalnett korrigerer vi for en geografivariabel som er sammensatt av rammevilkårene helning og skog. Den skal forklare forskjeller i kostnadsnivå mellom det enkelte selskap og de selskapene som det sammenlignes med i analysen. I år kan vi ikke se at denne variabelen er signifikant. Det kan henge sammen med endringer som har skjedd i referanseselskaper, som igjen fører til endringer på fronten.

Siden koeffisienten for geografivariabelen ikke er signifikant forskjellig fra null, settes den til null. Det vil si at det i praksis ikke er noen korrigerer for rammevilkår i regionalnett i inntektsrammen for 2021. Dersom koeffisienten til rammevilkårsvariabelen blir signifikant ved en senere beregning, vil vi igjen korrigerer for rammevilkår i regionalnett.



2. Om beregning av inntektsramme

Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter følgende formel¹:

$$IR = 0,4K + 0,6K^*$$

- *IR*: Inntektsramme.
- *K*: Kostnadsgrunnlag.
- *K**: Kostnadsnorm. Denne regnes ut ved hjelp av sammenlignende analyser av selskapene.

I tillegg korrigerer vi for eventuelle feil i data som ble benyttet til å beregne inntektsrammene for to år siden, og beregner disse inntektsrammene på ny. Differansene mellom vedtatt og ny beregnet inntektsramme inkluderes som en korreksjon i inntektsrammen to år etter. For inntektsrammene for 2021, er det avvikene for inntektsramme 2019 som legges til og trekkes fra.

Kostnadsgrunnlaget, *K*, er basert på to år gamle data. For inntektsramme 2021 er det data fra 2019 som legges til grunn. Kapitalkostnadene justeres ikke, men KILE justeres med KPI² og Drift- og vedlikeholdskostnader justeres med en indeks for bransjer hvor lønn er drivende faktor, «KPI-lønn»³:

$$K_t = DV_{t-2} * (KPI_{\text{lønn}_t} / KPI_{\text{lønn}_{t-2}}) + KILE_{t-2} * (KPI_t / KPI_{t-2}) \\ + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r$$

- *DV*: Drift- og vedlikeholdskostnader. Inflasjonsjusterte pensjonskostnader inngår som et gjennomsnitt for perioden 2015-2019.
- *KILE*: Omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE-avtaler.
- *NT*: Nettap i MWh, og *P* er referansepris på kraft.
- *AVS*: Avskrivninger på egenfinansiert kapital.
- *AKG*: Avkastningsgrunnlag for egenfinansierte anlegg (inkludert 1 % arbeidskapital), og *r* er referanserente.

Vi har utarbeidet en egen veiledning som nærmere forklarer hvilke verdier fra eRapp som brukes ved beregning av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Denne er publisert på våre nettsider sammen med vedtak om inntektsramme for 2021.

¹ Dette er beskrevet i Forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet)

² Tabell 03014, ssb.no

³ Tabell 11118, ssb.no



3. Forutsetninger for beregning av inntektsramme for 2021

3.1 Referanserente for 2021

Referanserenten fastsettes etter følgende formel (jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-3):

$$r = (1 - G) * [(Rf + Infl + \beta_e * MP)/(1 - s)] + G * (Swap + KP)$$

- G : Fast gjeldsandel, fastsatt til 60 %.
- Rf : Fast nøytral realrente, fastsatt til 1,5 %.
- $Infl$: Årlig justering for inflasjon, beregnet som gjennomsnittet av faktisk inflasjon fra de to siste årene og anslått inflasjon for de to kommende årene. Inflasjonen hentes vi fra SSB sine hjemmesider⁴. Dersom gjennomsnittet er negativt, settes det til null.
- β_e : Egenkapitalbeta, fastsatt til 0,875.
- MP : Fast markedspremie, fastsatt til 5 %.
- $Swap$: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente.
- KP : Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av sprednen mellom på 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.
- s : Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

3.1.1 Inflasjon

Inflasjonen var på 1,3 i 2020 og 3,5 i 2021. SSB har anslått en inflasjon på 2,6 i 2022 og 1,5 i 2023.

Gjennomsnittlig inflasjon for årene 2020 – 2023 er **2,23 %**.

3.1.2 Swaprente

Gjennomsnittlig swaprente for 2021 var **1,46 %**.

3.1.3 Kredittrisikopremie

Gjennomsnittlig kredittrisikopremie for 2021 var på **0,57 %**.

3.1.4 Skattesats

Skattesatsen i referanserenten tilsvarer selskapsskatten fastsatt i Stortingets årlige skattevedtak: **22%**.

3.1.5 Referanserente - 2021

Basert på de størrelsene ovenfor får vi en referanserente for 2021 på **5,37 %**.

3.1.6 Referanserente – 2019 og 2020

⁴ Tabell 12880, ssb.no



Avviket mellom kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn i vedtak om inntektsrammer for 2019 og de faktiske kostnadene i 2019 blir tillagt renter for 2019 og 2020, som var på hhv. 5,69 % og 5,15 %.

3.2 Referansepris på kraft for 2021

Årlig referansepris på kraft beregnes som en volumveid månedspris, tillagt et påslag på 11 NOK/MWh. Månedspris er gjennomsnittlig lokal områdepris fra markedsplasskonsesjonæren. Denne vektet med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning.

	Bruttoforbruk i alminnelig forsyning	Andel av forbruk	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Januar	10 569 586	13 %	500.5	499.1	454.9	376.9	499.9
Februar	9 482 403	11 %	545.1	487.9	440.8	425.2	544.1
Mars	8 318 098	10 %	421.3	421.2	254.0	252.1	421.3
April	7 010 978	8 %	452.1	443.8	277.6	268.8	443.9
Mai	5 880 789	7 %	485.7	486.3	368.8	328.3	487.7
Juni	4 485 825	5 %	469.1	548.8	356.8	212.5	468.9
Juli	4 170 182	5 %	576.5	596.2	474.0	228.5	576.5
August	4 612 693	6 %	748.3	748.6	595.9	446.6	749.0
September	5 071 658	6 %	1 083.7	1 083.7	539.2	512.6	1 083.7
Oktober	6 329 080	8 %	961.1	973.3	247.1	219.5	959.5
November	7 562 304	9 %	1 063.3	1 063.3	417.2	417.0	1 064.6
Desember	9 298 237	11 %	1 771.3	1 770.8	607.7	606.8	1 766.9
Volumveid pris			773.50	772.31	418.46	370.53	772.28
Volumveid pris, inkludert 11 kr/MWh			784.50	783.31	429.46	381.53	783.28

Tabell 1: Referansepris på kraft per prisområde for 2021



3.3 Systempris for 2019

Vi bruker systemprisen for 2019 til å beregne nettapkostnaden som inngår i DEA-analysen for distribusjonsnett. I dette varselet har vi brukt månedlige systempriser for 2019⁵, og vektet disse med månedlig bruttoforbruk i alminnelig forsyning⁶.

	Månedlig systempris, NOK	Forbruk MWh	Forbruksvekt	Vektet pris
Januar	525,97	9 686 832	12,0 %	63,26
Februar	446,68	8 046 000	10,0 %	44,62
Mars	397,15	8 265 222	10,3 %	40,75
April	392,79	6 135 742	7,6 %	29,92
Mai	372,34	5 672 466	7,0 %	26,22
Juni	272,58	4 603 697	5,7 %	15,58
Juli	339,43	4 219 124	5,2 %	17,78
August	359,78	4 396 277	5,5 %	19,64
September	327,02	5 140 181	6,4 %	20,87
Oktober	375,07	6 969 885	8,7 %	32,46
November	426,39	8 500 694	10,6 %	45,00
Desember	369,24	8 907 503	11,1 %	40,84
Sum 2019		80 543 623	100 %	
Vektet systempris 2019				396,94
Systempris 2019 inkl. 11 kr/MWh				407,94

Tabell 2: Systempris på kraft for 2019

Vi legger til grunn en systempris på kraft på **407,94 kr/MWh**, inkludert påslag på 11 kr/MWh, ved varsel om inntektsramme for 2021.

3.4 KPI-justering

I inntektsrammen for 2021 prisjusteres drift- og vedlikeholdskostnadene med KPI-lønn⁷, og KILE med KPI⁸ fra 2019- til 2021-kroner.

- Faktoren for KPI-lønn blir **1,064** ($KPI\text{-lønn}_{2021}/KPI\text{-lønn}_{2019}$, som er 119,2/112).
- Faktoren for KPI blir **1,048** (KPI_{2021}/KPI_{2019} , som er 116,1/110,8).

⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

⁶ Tabell 08583, ssb.no

⁷ <https://www.ssb.no/statbank/table/11118>

⁸ <https://www.ssb.no/statbank/table/03014>



4. Om beregning av kostnadsnormen (K^*)

For selskaper som har transmisjonsnett (utenom Statnett SF), setter vi kostnadsnorm likt kostnadsgrunnlag. For lokalt distribusjonsnett og regionalnett, beregner vi kostnadsnormer i to trinn:

- Trinn 1: Her benytter vi DEA for å måle forholdet mellom nettselskapenes oppgaver og kostnader. Data fra 2019 måles mot gjennomsnittlige data for perioden 2015–2019, og det beregnes et DEA-resultat per selskap.
- Trinn 2: Her benytter vi regresjonsanalyse for å kunne korrigere DEA-resultatene fra trinn 1 for geografiske rammevilkår.

Kostnadene som inngår i analysene er summen av drift- og vedlikeholdskostnader, KILE, avskrivninger, nettap og avkastning. Nettapskostnaden beregnes ved at det fysiske nettapet multipliseres med systemprisen for 2019 (se kapittel 3.3). Referanserenten for 2019 brukes for å beregne avkastning på avkastningsgrunnlaget, som er summen av egenfinansiert og anleggsfinansiert bokført verdi tillagt 1 prosent.

I det regionale distribusjonsnettet inngår ikke kostnader til kraftsystemutredninger eller KDS eller nettap i analysene.

I det lokale distribusjonsnettet beregnes en normkostnad for anlegg i grensesnitt opp mot overliggende nett, og denne trekkes fra kostnadene som inkluderes i DEA. Vi benytter et vektsystem til å beregne denne normkostnaden.

Lokalt distribusjonsnett

Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Antall kilometer høyspent nett	ld_hv
Antall nettstasjoner	ld_gs
Antall abonnementer	ld_sub
Trinn 2 – regresjoner	
Andel jordkabler	ldz_hvugs
Andel luftlinjer i barskog med høy og særs høy bonitet	ldz_s4
Geo 1: Helning, småkraft og andel luftlinjer i løvskog	ldz_geo1
Geo 2: (Referansevind ² / kystavstand), antall øyer og andel sjøkabel	ldz_geo2
Geo 3: Snø, mørketid, islast og temperatur	ldz_geo3

Tabell 3: Kostnadsnorm-modell for lokalt distribusjonsnett

Regionalnett

Trinn 1 – DEA- modell	Forkortelse
Vektet verdi luftlinjer inkl. merking av luftfartshinder	rd_wv.ol
Vektet verdi jordkabler	rd_wv.uc
Vektet verdi sjøkabler	rd_wv.sc
Vektet verdi grensesnitt: transformatorer, brytere og kompenseringsanlegg	rd_wv.ss
Trinn 2 – regresjoner	
Geo 1R: Helning og skog med høy og særs høy bonitet	rdz_geo1

Tabell 4: Kostnadsnorm-modell for regionalnett



4.1 Faktoranalyse – for beregning av geografi-indeks i trinn 2

Vi benytter faktoranalyse for å beregne de sammensatte geografiindeksene til bruk i trinn 2 i kostnadsnormmodellene. Faktoranalyse er en samlebetegnelse for statistiske metoder som analyserer samvariasjon mellom variabler. Slike analyser brukes blant annet til å eliminere lineært korrelerte variabler. Vi bruker Principal Component Analysis (PCA). Dette er en teknikk som utleder en faktor som maksimalt utnytter variasjonen i de underliggende variablene.

I tabellen under oppsummerer vi hvilke variabler geografiindeksene er sammensatt av:

Geo1 «Fjellbekk», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	ldz_inc.av
Løvskog: Et mål på mengde løvskog.	ldz_f7
Småkraft: Størrelsesuavhengig mål på installert småkraftytelse i konsesjonsområdet.	ldz_cmpp.sz
Geo2 «ØyVind», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Kystklimavariabel: Kvadrert verdi for vind delt på avstand til kyst.	ldz_wind2_cod
Øyer: Antall forsynte øyer som ligger mer enn 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy.	ldz_isl.sz
Andel sjøkabel.	ldz_hvsc.s
Geo3 «Frost», lokalt distribusjonsnett	Forkortelse
Snø: Et mål på nedbør som kommer som snø (historisk gjennomsnitt).	ldz_snow
Breddegrad: Et mål på mørketid fra breddegrad 65,9 og nordover .	ldz_lat.av
Islast: Et mål på islast (historisk gjennomsnitt).	ldz_ice.av
Temperatur: Gjennomsnittlig årsmiddeltemperatur, ganget med -1.	ldz_tempneg
Geo1R «HelSkog», regionalnett	Forkortelse
Skog: Et mål på mengde skog.	rdz_inc.av
Helning: Gjennomsnittlig helning i de kartrutene hvor selskapet har nettverkskomponenter.	rdz_f12

Tabell 5: Sammensetning av geografiindeks



Tabellene nedenfor dekomponerer resultatet fra PCA, og viser hvordan geografiindeksene er sammensatt av de underliggende variablene:

	forklaring	koeffisient
Geo1		
coeff.pca.geo1.ldz_constant	konstantledd	-2.50
coeff.pca.geo1.ldz_inc.av	helning	0.16
coeff.pca.geo1.ldz_f7	løvskog	6.52
coeff.pca.geo1.ldz_cmpp.sz	småkraft	969.44
Geo2		
coeff.pca.geo2.ldz_constant	konstantledd	-0.71
coeff.pca.geo2.ldz_wind2_cod	kystklima	0.79
coeff.pca.geo2.ldz_isl.sz	øyer	5381.79
coeff.pca.geo2.ldz_hvsc.s	sjøkabelandel	13.38
Geo3		
coeff.pca.geo3.ldz_constant	konstantledd	-26.06
coeff.pca.geo3.ldz_snow	snø	0.00
coeff.pca.geo3.ldz_lat.av	breddegrad	0.38
coeff.pca.geo3.ldz_ice.av	islaster	0.02
coeff.pca.geo3.ldz_tempneg	temperatur	0.25

Tabell 6: Koeffisienter til Geo1, Geo2 og Geo3 for lokalt distribusjonsnett

Geo1	forklaring	koeffisient
coeff.pca.geo1.rdz_constant	konstantledd	3.54
coeff.pca.geo1.rdz_f12	skog	-4.76
coeff.pca.geo1.rdz_inc.ac	helning	-0.20

Tabell 7 koeffisienter til Geo1 for regionalnett

4.2 Trinn 2 – Beregning av koeffisienter

Vi korrigerer for hvor mye mer eller mindre rammevilkår et selskap har i forhold til mønsterselskapet. For å finne hvor stor betydning eller «pris» hvert rammevilkår har, benytter vi regresjonsanalyse. DEA-resultatet er avhengig variabel og differansen i rammevilkår mellom mønsterselskap og hvert enkelt selskap er de uavhengige variablene. Figurene under viser resultatene fra regresjonsanalysene i trinn 2.



```
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.25283 -0.05780 -0.01990  0.05287  0.20810

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.744443   0.012539  59.372 < 0.0000000000000002 ***
z.diffldz_hvug.s -0.220170   0.076048  -2.895   0.004791 **
z.diffldz_f4 -0.430687   0.112142  -3.841   0.000233 ***
z.diffldz_Geo1 -0.032826   0.006330  -5.186   0.000001383 ***
z.diffldz_Geo2 -0.066532   0.011728  -5.673   0.000000181 ***
z.diffldz_Geo3 -0.030616   0.007501  -4.081   0.000098989 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.0885 on 87 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.441,    Adjusted R-squared:  0.4089
F-statistic: 13.73 on 5 and 87 DF,  p-value: 0.0000000007076
```

Figur 1: Resultat fra regresjon i trinn 2, lokalt distribusjonsnett

```
Call:
lm(formula = eff ~ z.diff, subset = setdiff(id, id.out))

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.25833 -0.09164 -0.01642  0.10724  0.21644

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value      Pr(>|t|)
(Intercept)  0.72392   0.02409  30.05 <0.0000000000000002 ***
z.diff       0.02133   0.02177   0.98   0.334
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1354 on 33 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.02828,    Adjusted R-squared: -0.001165
F-statistic: 0.9604 on 1 and 33 DF,  p-value: 0.3342
```

Figur 2: Resultat fra regresjon i trinn 2, regionalnett

4.3 Alternativ beregning av kostnadsnorm

For enkelte små og spesielle selskaper har vi utarbeidet alternative måter for å beregne kostnadsnormen.

4.3.1 Selskaper som holdes utenfor evaluering i DEA

Selskaper som holdes utenfor DEA vil få en kostnadsnorm lik kostnadsgrunnlaget.

For at et selskap skal holdes utenfor DEA-evaluering, må selskapet ha 0 i definert oppgavemengde, eller store årlige variasjoner i data.

For vedtak 2021 gjelder dette følgende selskaper i lokalt distribusjonsnett: Sira Kvina Kraftselskap, Svorka Produksjon AS og Sør-Norge Aluminium AS.

Og følgende selskaper i regionalnett: Finnås Kraftlag SA, Luster Energiverk AS, Meløy Energi Nett AS, Stryn Energi AS, Sykkylven Energi AS, Årdal Energi Nett AS, Nettet Kraft AS, Sunndal Energi KF, Statkraft Energi AS.



4.3.2 Selskaper som evalueres i egen modell

I denne modellen måles selskapenes oppgaver og kostnader mot sine egne femårige historiske gjennomsnitt.

Vi har spesifikke kriterier for hvilke selskaper som skal inngå i denne modellen. I lokalt distribusjonsnett er det selskaper med færre enn 500 abonnemeter. I regionalnett er det selskaper med mindre enn 4000 i total oppgave eller 0 km luftlinjer.

Lokalt distribusjonsnett	Abonnemeter		
MODALEN KRAFTLAG SA	432		
HYDRO ENERGI AS	1		
TINFOS AS	72		
HYDRO ALUMINIUM AS	16		
MIP INDUSTRINETT AS	273		
HERØYA NETT AS	32		
Regionalnett		Vektet luftlinjer	Total oppgave
TROLLFJORD NETT AS		399	3066
JÆREN EVERK KOMMUNALT FORETAK I HÅ		0	3134
KVÆNANGEN KRAFTVERK AS		0	94
NORD-ØSTERDAL KRAFTLAG SA		0	552
PORSA KRAFTLAG AS		0	998
RAULAND KRAFTFORSYNINGSLAG SA		2236	3660
RAUMA ENERGI AS		0	1951
STRANDA ENERGI AS		0	230
TINFOS AS		35	1530
SVORKA ENERGI AS		967	2503
USTEKVEIKJA KRAFTVERK DA		1081	1081
EVERKET AS		0	2997
HAFSLUND E-CO VANNKRAFT AS		0	3667
ETNA NETT AS		0	230
MIDT-TELEMARK ENERGI AS		0	2130

4.3.3 Selskaper som kan inkluderes i DEA, men ikke definere front for andre selskaper

I regionalnett kan ikke selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 50 millioner kroner definere front for andre selskaper. Selskapets prestasjon kan fortsatt evalueres i DEA, men det kan altså ikke bestemme kostnadsnormen for andre selskaper. I praksis kjører vi en separat DEA-analyse, der selskapet kan være på front, men hvor kun selskapets eget resultat hentes ut.

Selskaper med total kostnad til DEA (basert på femårig snitt) lavere enn 7 millioner kroner, inngår ikke i trinn 2-regresjonen. Det gjør heller ikke de selskapene som inngår i DEA, men som ikke kan definere front for andre selskaper. Denne behandlingen gjelder følgende selskaper:



Selskap	5-årig snittkostnad, i tusen kroner
ANDØY ENERGI NETT AS	10 651
AS EIDEFOSS	24 658
KRAGERØ ENERGI AS	6 289
LUOSTEJOK KRAFTLAG SA	7 616
LÆRDAL ENERGI AS	2 634
NORD-SALTEN KRAFT NETT AS	22 559
YMBER NETT AS	16 288
NORDKYN KRAFTLAG SA	4 461
REPVÅG KRAFTLAG SA	11 769
RØROS E-VERK NETT AS	1 775
HARDANGER ENERGI NETT AS	2 033
HEMSEDAL ENERGI AS	4 835
STANGE ENERGI NETT AS	3 794
HERØYA NETT AS	14 772

5. Rekalibrering – Korreksjon for tidligere avvik

Ved fastsettelse av inntektsrammene for 2019 benyttet vi justerte 2017-kostnader som et estimat på forventede kostnader i 2019. På samme måte som tidligere vil derfor inntektsrammen for 2021 rekalibreres for avviket mellom bransjens faktiske kostnader i 2019 og kostnadsgrunnlaget som ble benyttet i vedtak om inntektsrammer for 2019. Kapitalkostnader holdes utenfor dette regnestykket da disse ikke har tidsetterslep.

Korrigeringen kommer to år forsinket, og er derfor tillagt rente for 2019 og 2020. For 2019 er referanserenten på 5,69 % og for 2020 5,15 %.

Bransjens faktiske kostnadsgrunnlag for 2019 er 526,3 millioner kroner lavere enn kostnadsgrunnlaget som ble lagt til grunn ved vedtak om inntektsrammer for 2019. Inntektsrammen for 2021 justeres derfor ned med dette beløpet, pluss renter som utgjør 58,6 millioner kroner.